

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

## LETTRE DE DÉCISION

Dossier OF-Fac-Oil-E101-2011-01 01  
Le 27 juillet 2012

Madame Chantal Robert  
Superviseure, Affaires réglementaires  
Pipelines Enbridge Inc.  
425, Première Avenue S.-O., bureau 3000  
Calgary (Alberta) T2P 3L8  
Télécopieur : 403-767-3863

Maître Francis (Frank) P. Durnford  
Avocat, Affaires autochtones et réglementaires  
Pipelines Enbridge Inc.  
425, Première Avenue S.-O., bureau 3000  
Calgary (Alberta) T2P 3L8  
Télécopieur : 403-767-3863

**Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 de Pipelines  
Enbridge Inc. (Enbridge) (le projet)  
Ordonnance d'audience OH-005-2011  
Lettre de décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office)**

Madame, Maître,

### Contexte

La canalisation 9 d'Enbridge consiste en un pipeline de transport de pétrole brut d'une longueur approximative de 830 km et d'un diamètre extérieur de 30 po reliant Sarnia, en Ontario, à Montréal, au Québec. L'Office a autorisé la construction et l'exploitation de la canalisation 9 en délivrant le certificat d'utilité publique OC-30. La canalisation 9 est entrée en service en 1976 avec un écoulement d'ouest en est. Au terme de l'instance OH-2-97 tenue en 1999, l'Office a délivré l'ordonnance XO-J1-34-97 autorisant l'inversion du sens d'écoulement en direction ouest.

### Demande

Le 8 août 2011, Enbridge a présenté une demande en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) sollicitant l'autorisation d'inverser le sens d'écoulement, d'ouest en est, d'un tronçon d'environ 194 km de la canalisation 9 situé entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de North Westover (NW) (la demande). Enbridge a aussi demandé à être soustraite de l'obligation de demander une autorisation de mise en service en vertu de l'article 47 de la Loi sur l'ONÉ.

Afin de rendre possible l'inversion, Enbridge a proposé des ajouts et des modifications à quatre emplacements clôturés et recouverts de gravier, soit le terminal de Sarnia, la station de pompage

de NW, le terminal de Westover et le site d'un densitomètre situé à 4,12 km à l'ouest de la station de pompage de NW. Les travaux touchent des pompes, de la tuyauterie et des vannes, ainsi qu'une gare de racleurs et des densitomètres. Un nouveau bâtiment d'appareillage électrique serait aussi érigé au terminal de Westover.

On trouve une carte du projet sur la page couverture du rapport d'évaluation environnementale (rapport d'ÉE) préparé par l'Office pour ce projet et joint à l'annexe I de la présente lettre de décision. Le rapport d'ÉE forme un complément à la présente lettre de décision pour le projet. Les renseignements relatifs au processus d'évaluation environnementale sont présentés à la section 4.0 ci-dessous.

La présente lettre renferme la décision et les motifs de décision de l'Office relativement à la demande.

### **Processus**

Après le dépôt de la demande d'autorisation d'Enbridge, l'Office a reçu, le 26 août 2011, une lettre signée conjointement par Environmental Defence, Équiterre, le Pembina Institute et le Vermont Natural Resources Council portant sur la demande et le processus d'examen de l'Office. Dans sa lettre du 6 septembre 2011, l'Office invitait les parties à se faire entendre sur les enjeux soulevés et sur le processus que l'Office devait préconiser pour examiner la demande. Au cours de ce processus, l'Office a reçu des lettres de commentaires provenant de propriétaires fonciers, du grand public, d'organisations non gouvernementales, de groupes représentant les Premières Nations, d'autorités gouvernementales et de représentants de l'industrie.

Dans une décision rendue le 5 décembre 2011, l'Office a jugé que la demande visait un projet complet en lui-même dont la réalisation n'était pas conditionnelle à la réalisation de quelque installation future que ce soit. L'Office a ordonné la tenue d'une audience publique par voie de l'ordonnance d'audience OH-005-2011.

L'Office a enclenché un processus de participation accrue des Autochtones (PAA) en prenant l'initiative de communiquer avec les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet, pour leur offrir des renseignements supplémentaires devant les aider à comprendre sa démarche. Ainsi, de décembre 2011 à février 2012, l'Office a écrit aux groupes répertoriés et leur a transmis les coordonnées des personnes-ressources à l'Office pour l'initiative de PAA. Il a aussi tenu des séances d'information sur son processus et a nommé une conseillère en processus pour aider les participants.

Trois intervenants, dont un groupe autochtone, ont demandé et obtenu une aide financière pour l'instance OH-005-2011 dans le cadre du programme d'aide financière aux participants de l'Office. Il s'agit de la Première Nation Aamjiwnaang (PNA), de l'Ontario Pipeline Landowners Association (OPLA) et d'un regroupement formé d'Équiterre, d'Environmental Defence et d'Environment Northeast.

Le processus d'audience publique a comporté un volet écrit, dont le dépôt de la preuve écrite et de demandes de renseignements (DR), et un volet oral consistant en la présentation de la plaidoirie finale. La portion orale de l'audience s'est déroulée à London, en Ontario, les 23 et 24 mai 2012. Outre Enbridge, sur 18 intervenants inscrits, Imperial Oil (L'Impériale), l'OPLA, la PNA (y compris le chef Chris Plain) et M<sup>me</sup> Louissette Lanteigne ont présenté une plaidoirie orale. M. Albert Koehl s'est aussi acquitté de cette tâche au nom d'Équiterre, Environmental Defence, Citizen's Environment Alliance et Environment Northeast (Équiterre et al.). Le ministère de l'Énergie de l'Ontario (MÉO) et la Canadian Association of Energy Pipeline Landowner Associations (CAEPLA) ont déposé leur plaidoirie sous forme de mémoires. L'Office tient à souligner les efforts et la collaboration de toutes les parties qui ont pris part au processus.

### **Requêtes et décisions**

Le tableau de l'annexe III énumère les requêtes présentées à l'Office avant la tenue du volet oral de l'audience ainsi que les décisions que l'Office a rendues à l'égard de celles-ci.

### **Examen des questions**

#### **1.0 Nécessité de réaliser le projet et incidence potentielle sur le plan commercial**

##### **Opinion d'Enbridge**

Dans sa demande, Enbridge a déclaré que le projet visait à répondre aux demandes des expéditeurs. Enbridge viserait une capacité annuelle de transport pour la canalisation 9 (du terminal de Sarnia à celui de Westover) de 24 157 mètres cubes par jour (m<sup>3</sup>/j) [152 000 barils par jour (b/j)], avec une capacité nominale initiale de 26 858 m<sup>3</sup>/j (169 000 b/j). Cette capacité pourrait être portée à 40 000 m<sup>3</sup>/j (250 000 b/j). Enbridge a soutenu que le volume quotidien moyen prévu de pétrole de 2012 à 2020 serait de 7 900 m<sup>3</sup>/j (50 000 b/j). Le coût estimatif du projet est de 16 914 000 \$.

Selon les estimations réalisées en juin 2011 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers et déposées par Enbridge, l'offre de pétrole brut léger provenant de l'Ouest canadien connaîtra une croissance marquée de 2011 à 2021 de 36 480 m<sup>3</sup>/j (228 000 b/j). Cette augmentation de l'offre de pétrole brut léger de l'Ouest du Canada et des formations Bakken/Three Forks dans le Dakota du Nord entraînera une chute du prix de ce produit. Selon Enbridge, l'accès à de nouveaux marchés amoindrirait cet effet.

Enbridge a soutenu que l'inversion de la canalisation 9 pourrait avoir d'autres retombées indirectes pour les expéditeurs utilisant son réseau principal. Ainsi, en cas d'arrêt imprévu d'une raffinerie, dans les régions où il n'est pas possible d'avoir accès à des marchés traditionnels, l'écoulement d'ouest en est de la canalisation 9 procurerait d'autres options pour écouler le pétrole brut disponible et amoindrir les effets sur les prix et la production pour tous les expéditeurs. Enbridge a affirmé que, sans le projet, la capacité de transport serait insuffisante pour approvisionner le marché ontarien en pétrole brut de l'Ouest canadien.

Elle a affirmé que le projet serait avantageux pour les raffineries de pétrole brut de l'Ontario et les producteurs de pétrole de l'Ouest du Canada. Il procurerait aussi un meilleur accès au marché ontarien pour ces producteurs et éliminerait la dépendance des raffineries de l'Ontario sur le pétrole brut provenant de régions où la production est en baisse ou l'approvisionnement incertain. Enbridge a soutenu que le projet offrait un moyen économique de faire usage du réseau pipelinier existant. Bien qu'elle ait envisagé d'autres options, entre autres l'agrandissement et le doublement de la canalisation 7, Enbridge a finalement conclu que ces solutions de rechange n'étaient pas viables.

Enbridge a relevé le fait que certains intervenants craignaient que le projet ne soit qu'un élément de son projet Trailbreaker. Dans sa plaidoirie finale, Enbridge a déclaré que le projet Trailbreaker visait à amener le pétrole brut lourd jusqu'à la côte Est américaine, puis à l'acheminer dans le golfe du Mexique. Par contre, le projet à l'étude vise à amener du pétrole brut léger au terminal de Westover, d'où il sera acheminé aux raffineries canadiennes rattachées au réseau. Il s'agit donc de deux projets bien différents. Enbridge a affirmé que le projet était complet en lui-même et ne dépendait pas de la réalisation d'un autre projet, et qu'il constituait une réponse aux conditions qui prévalent actuellement sur le marché.

## **Opinions des parties**

### **L'Impériale**

Le 9 août 2011, L'Impériale a déposé une lettre en appui à la demande d'Enbridge. Dans une seconde lettre déposée le 20 septembre 2011, elle soutenait que la demande d'Enbridge relative au projet faisait suite à sa propre demande de modification de service à sa raffinerie de Nanticoke près de Port Dover, en Ontario. Motivée par les conditions du marché et la disponibilité de pétrole brut léger, L'Impériale souhaitait s'approvisionner auprès de sources situées au Canada et aux États-Unis plutôt qu'auprès de ses sources actuelles. Elle mentionnait qu'elle ne modifierait d'aucune autre façon ses opérations à la raffinerie de Nanticoke.

Elle indiquait que, même s'il est vrai qu'elle peut alimenter la raffinerie de Nanticoke en pétrole brut nord-américain sur le tronçon Sarnia-NW grâce à la canalisation 7 d'Enbridge, ce pipeline n'a pas la capacité insuffisante pour satisfaire entièrement à sa demande, ce qui la force à acheter du pétrole brut extracôtier plus cher. Selon L'Impériale, cela rend la raffinerie de Nanticoke moins concurrentielle que celles qui ont accès à du pétrole brut nord-américain en quantité suffisante pour répondre à leurs besoins.

L'Impériale a soutenu que le projet offrait de nombreux avantages, notamment un accès à des volumes supplémentaires ou à du pétrole nord-américain moins cher pour sa raffinerie de Nanticoke, un accès accru pour les producteurs de l'Ouest canadien au marché de l'Ontario et la possibilité pour Enbridge d'utiliser la capacité existante disponible de son pipeline, le tout sans répercussions néfastes importantes.

### **Équiterre et Environmental Defence**

Le 26 août 2011, Environmental Defence, Équiterre, le Pembina Institute et le Vermont Natural Resources Council (EED) ont déposé une lettre conjointe. Dans celle-ci, EED supposait que le projet à l'étude faisait partie, en réalité, du projet Trailbreaker d'Enbridge, annoncé en

juillet 2008, qui vise à faire transiter du pétrole lourd par Montréal avant de l'acheminer jusqu'à Portland, dans le Maine, puis, de là, vers d'autres destinations. EED affirmait également que le fractionnement en plusieurs composantes du projet Trailbreaker ne permettrait pas à l'Office de s'acquitter de ses obligations au chapitre de la réglementation et nuirait à la participation du public à un processus transparent et valable.

Dans sa plaidoirie finale, Équiterre et al. a soulevé la question de savoir si le projet n'était pas un élément d'un programme d'agrandissement de plusieurs milliards de dollars pour transporter du pétrole brut de l'Ouest jusqu'aux raffineries de l'Est et d'ailleurs, projet qui rendrait les raffineries de l'Ontario et d'ailleurs dépendantes du pétrole brut de l'Ouest extrait des sables bitumineux.

Dans un document déposé le 12 janvier 2012, Équiterre et al. a soutenu que le projet aurait aussi des effets sur la diversité de l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ontario. Les auteurs ont affirmé qu'en raison du projet, les raffineries de Sarnia seraient davantage tributaires du pétrole brut de l'Ouest, du centre du continent et de l'Ouest canadien.

Selon eux, les affirmations d'Enbridge concernant les retombées économiques du projet étaient trop vagues. Ils ont ajouté que la preuve de la demande n'avait pas été faite et que les prétentions d'Enbridge en la matière étaient non fondées. Équiterre et al. a indiqué que, selon elle, l'Office devrait détenir cette information sur la demande afin de pouvoir prendre sa décision.

### **Ministère de l'Énergie de l'Ontario (MÉO)**

Le MÉO croit que le projet comporte des retombées économiques et cite celles-ci : il permet aux raffineries de l'Ontario de s'approvisionner en pétrole brut moins cher; il rend ces raffineries plus viables et plus concurrentielles; il intensifie l'utilisation d'une infrastructure existante; il ne soulève aucune opposition commerciale; il ne nuit pas à la sécurité énergétique de l'Ontario.

Selon le MÉO, le prix plus élevé du pétrole brut provenant de l'étranger, par rapport au pétrole nord-américain, faisait en sorte que le tronçon de la canalisation 9 reliant la station de pompage de NW au terminal de Sarnia, dans sa configuration actuelle d'est en ouest, entraînait une sous-utilisation marquée de celui-ci, laquelle avait comme conséquences de limiter les retombées.

Le MÉO était en désaccord avec les lettres de commentaires soutenant que le projet menaçait la sécurité énergétique de l'Ontario. Il a fait remarquer que les préoccupations exprimées ne tenaient pas compte du fait que l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien et des États-Unis était très sûr et très fiable. Selon lui, l'autorisation du projet rendra la raffinerie de Nanticoke plus viable et améliorera la sécurité énergétique de la province.

Le MÉO a conclu en ajoutant qu'aucune preuve versée au dossier par Suncor, Shell ou Nova Chemicals – des expéditeurs éventuels sur la canalisation 9 dans la région de Sarnia – ne dénotait une quelconque opposition au projet.

## **OPLA**

Dans une lettre du 3 octobre 2011, l'OPLA a soutenu que la « demande des expéditeurs » incite maintenant Enbridge à proposer un mini-projet Trailbreaker. L'OPLA fait sienne l'opinion exprimée par certaines parties selon laquelle ce projet n'est qu'une version à l'échelle réduite d'un projet de plus grande envergure.

## **CAEPLA**

Selon la CAEPLA, l'audience sur la canalisation 9 portait véritablement sur un projet plus vaste. Elle a soutenu qu'Enbridge présentait ses demandes à l'Office à la pièce afin de se soustraire à des audiences complètes, impartiales et transparentes.

## **Opinions des autres parties (entreprises)**

L'Association canadienne des producteurs pétroliers, Plains Midstream Canada ULC, BP Canada Energy Trading Company, Canadian Oil Sands, Marathon Petroleum Trading Canada LLC, Suncor Energy Marketing Inc. et Talisman Energy Inc. ont aussi déposé des documents auprès de l'Office. Ces parties n'ont pas produit de preuve, mais aucune ne s'est opposée, au plan commercial, à la réalisation du projet.

## ***Opinion de l'Office***

L'Office constate que la demande d'Enbridge fait suite à une demande de L'Impériale qui souhaitait une modification du service à sa raffinerie de Nanticoke près de Port Dover, en Ontario. Il remarque aussi que le projet n'a suscité aucune opposition sur le plan commercial. L'Office estime que le projet est viable économiquement et que l'écoulement en direction est sur le tronçon de la canalisation 9 entre le terminal de Sarnia et la station de pompage NW est avantageux pour L'Impériale, Enbridge et les producteurs de l'Ouest canadien qui bénéficieraient d'un meilleur accès au marché de l'Ontario. Il juge aussi judicieux l'utilisation d'une capacité existante mais sous-utilisée, si elle n'entraîne aucune conséquence négative importante.

L'argument selon lequel l'inversion du sens d'écoulement fragiliserait la sécurité énergétique de l'Ontario n'a pas convaincu l'Office. Initialement, la canalisation 9 s'écoulait d'ouest en est, une situation qui a duré jusqu'en 1999, sans que la sécurité énergétique de l'Ontario soit en péril. L'Office observe que les sources d'approvisionnement en pétrole brut dans l'Ouest du Canada et aux États-Unis sont très sûres et très fiables. Il souscrit à l'argument du MÉO qui soutient que le projet rendra la raffinerie de Nanticoke plus viable et consolidera la sécurité énergétique de l'Ontario.

Comme il l'a indiqué dans sa lettre du 5 décembre 2011, l'Office estime que le projet est un projet complet en lui-même, car sa réalisation n'est conditionnelle à celle d'aucune autre phase. Dans une lettre du 18 mai 2012 en réponse à une requête présentée par Équiterre et al., l'Office a réaffirmé sa position selon laquelle le projet est complet en lui-même et vise à transporter du pétrole brut du terminal de Sarnia à la station de pompage de NW, et non jusqu'à Montréal. En outre, il ne dépend pas de la construction d'installations futures pour être réalisé. L'Office a

indiqué que c'était dans ce contexte qu'il entendait évaluer la nécessité du projet et ses éventuelles retombées économiques. Il maintient cette position. Même s'il ne nie pas qu'il est possible qu'une demande visant à inverser le sens d'écoulement de l'ensemble de la canalisation 9 lui soit un jour présentée, sa préoccupation, dans toute instance, est d'examiner le projet qui lui est soumis, ce qui comprend étudier sa nécessité et sa raison d'être intrinsèques. Les demandeurs ont le loisir de formuler leurs demandes comme ils le veulent, et l'Office est tenu par la loi d'examiner chaque demande et de rendre une décision sur celle-ci, après que la demande soit complète et que le demandeur et les autres parties aient présenté leurs arguments. L'Office ne peut pas étudier une demande qu'il n'a pas reçue. Si, un jour, l'Office reçoit une demande portant sur l'inversion du reste de la canalisation 9, il en fera alors un examen public.

## **2.0 Consultation du public par Enbridge**

La présente section porte sur le programme de consultation publique d'Enbridge. La consultation des Autochtones est abordée à la section 3.0 – Questions autochtones.

### **Opinion d'Enbridge**

Enbridge a affirmé avoir créé une base de données renfermant les propriétaires fonciers établis entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW et les organismes, les municipalités, les Premières Nations et les ministères se trouvant à proximité du projet ou qui, selon elle, pourraient être intéressés par le projet. Elle a indiqué avoir ajouté d'autres parties prenantes à la liste dès qu'elle a été informée de leur intérêt pour le projet.

Enbridge a mentionné avoir préparé un avis concernant le projet et une carte qu'elle a fait parvenir, en mars 2011, à tous les propriétaires fonciers ou résidents établis dans un rayon de 65 m du pipeline et de 250 m des installations. Cet avis a aussi été envoyé aux Premières Nations et aux gouvernements. Tout au long du processus, elle a continué à faire parvenir des mises à jour à ces parties et à celles ayant déposé des lettres de commentaires.

Aux fins de l'élaboration de son plan de consultation, Enbridge a tenu compte du fait que le projet ne nécessite aucun nouveau terrain, que tous les travaux se dérouleront sur l'emprise et sur les sites d'installations existantes et que très peu de travaux de construction seront nécessaires dans les installations existantes. Enbridge a mentionné que la majorité des parties prenantes ne se rendraient pas compte de l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation, car le pipeline est déjà en place et, de plus, que les inconvénients associés à la construction (bruit, poussière, circulation et déplacement d'équipement), le cas échéant, devraient être temporaires et mineurs.

### **Opinion de l'OPLA**

Dans sa lettre du 7 septembre 2011 adressée à l'ONÉ, l'OPLA contestait l'opinion d'Enbridge exprimée dans la section de sa demande portant sur la consultation, où elle indiquait qu'il n'y avait aucun point en litige. Selon elle, les propriétaires fonciers sont toujours préoccupés par le produit transporté et ses conséquences sur la sécurité et l'intégrité des pipelines ainsi que par les risques d'accidents et de défaillances.

### ***Opinion de l'Office***

L'Office prend acte des efforts d'Enbridge pour répertorier et consulter les parties que le projet est susceptible de toucher. Il juge satisfaisant, tant dans sa conception que dans sa mise en œuvre, son programme de consultation publique. Selon lui, Enbridge a fourni des avis et des renseignements suffisants au sujet de sa demande à toutes les parties ayant manifesté leur intérêt pour l'instance OH-005-2011. L'Office estime que ces parties ont eu l'occasion de se faire entendre auprès d'Enbridge et de lui-même.

Il considère que les consultations font partie d'un processus continu reposant sur l'établissement de relations et la volonté d'être attentifs aux besoins des parties prenantes. L'Office s'attend à ce qu'Enbridge poursuive ses consultations et tienne compte des préoccupations exprimées par les parties touchées et cela, tout au long de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation du projet. Cela signifie qu'il s'attend à ce qu'Enbridge s'acquitte de son obligation en vertu de l'article 35 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* d'établir un programme d'éducation permanente relatif aux situations d'urgence.

### **3.0 Questions autochtones**

#### **Opinion d'Enbridge**

Enbridge a déclaré avoir entrepris en mars 2011 ses démarches auprès des collectivités autochtones au sujet du projet. Elle a mentionné que ces efforts avaient deux objectifs principaux : i) vérifier si le projet aurait des répercussions éventuelles sur la pratique actuelle des activités traditionnelles des collectivités autochtones et ii) travailler avec les collectivités touchées pour atténuer ces répercussions, le cas échéant.

Enbridge a expliqué que sa démarche pour répertorier les groupes à contacter initialement avait été dictée, en partie, par la portée limitée du projet et son expérience passée dans l'exploitation de la canalisation 9, période pendant laquelle elle n'a pas observé l'exercice et n'a pas été informée de l'exercice, par une première nation, de droits ancestraux sur l'emprise de la canalisation 9 ou sur les terrains lui appartenant.

Au départ, Enbridge a relevé deux collectivités pouvant être intéressées par le projet, soit la PNA et la Première Nation de Walpole Island. Enbridge a noté que la PNA a été la seule collectivité autochtone à participer à l'instance OH-005-2011 à titre d'intervenant.

Enbridge a mentionné que ses échanges avec la PNA ont consisté en l'envoi d'un avis écrit sur le projet, de rencontres en personne, l'envoi de mises à jour d'information sur le projet, la distribution des documents relatifs à la demande et de dépliants de l'ONÉ, ainsi que des offres de journées portes ouvertes dans la collectivité. Elle a aussi soutenu que ses consultations avec la PNA étaient survenues avant et après le dépôt de sa demande.

Elle a enfin déclaré qu'outre la PNA, trois groupes ou nations avaient participé au processus entourant la demande concernant le projet, mais que ceux-ci n'avaient pas demandé le statut d'intervenants. Ces groupes sont le Haudenosaunee Development Institute (HDI), pour le compte du Conseil des chefs de la Confédération de Haudenosaunee, la Nation Oneida de la Thames (Nation Oneida) et la Première Nation des Chippawas de la Thames (PNCT).



## **Opinions des parties**

### **Première Nation Aamjiwnaang (PNA)**

La PNA a déclaré être préoccupée par le fait qu'aucune consultation véritable n'a eu lieu avec Enbridge et que son protocole de consultation n'a pas été respecté. Elle a expliqué que la tenue de consultations était nécessaire pour lui permettre de comprendre les répercussions éventuelles du projet sur ses droits ancestraux et ses droits issus de traités, puisque des sections de la canalisation 9 situées entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW se trouvent sur son territoire traditionnel. La PNA a affirmé qu'elle revendique ses droits de chasse, de trappage, de pêche et de cueillette de produits médicinaux sur son territoire traditionnel et a contesté la prétention d'Enbridge selon laquelle ses membres ne pratiquent pas d'activités à des fins traditionnelles sur leur territoire traditionnel.

Au cours de l'instance, la PNA a fait état des effets qu'elle subit en vivant dans ce qu'elle qualifie la « vallée de la pétrochimie » du Canada. Elle a mentionné les problèmes de santé que connaissent ses membres qui, selon elle, sont attribuables aux toxines libérées par les nombreuses industries de la région. À son avis, le projet aurait des effets directs et cumulatifs du fait du stockage de divers produits au terminal de Sarnia ou du transport de divers bruts vers les raffineries et les industries locales.

Dans sa plaidoirie finale, la PNA a fait valoir qu'avant de prendre quelque mesure que ce soit en application du paragraphe 20(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et de rendre quelque décision au sujet du projet, l'Office devait d'abord exiger d'Enbridge qu'elle évalue les effets environnementaux, y compris les effets cumulatifs, de l'exploitation de la canalisation 9 après l'inversion du sens d'écoulement de la manière décrite par la PNA dans sa plaidoirie finale. La PNA a ensuite soutenu que l'Office devait demander à l'État de la consulter sur les effets négatifs éventuels du projet sur ses droits ancestraux et ses droits issus de traités. Selon elle, l'Office commettrait une erreur en rendant une décision touchant le projet sans avoir préalablement réalisé une évaluation environnementale en bonne et due forme et être assuré que le devoir de consultation de l'État a été rempli.

### **Haudenosaunee Development Institute (HDI) pour le compte du Conseil des chefs de la Confédération de Haudenosaunee**

Dans une lettre déposée auprès de l'Office le 20 septembre 2011, le HDI exprimait des préoccupations au sujet des éventuels effets du projet sur ses terres, ses cours d'eau, ses droits et ses intérêts. Il s'inquiétait également des accidents et des défaillances, de la sécurité et de l'intégrité du pipeline ainsi que de la portée du projet. Selon lui, il n'y a eu aucune consultation susceptible de remplir l'obligation de consultation qui échoit à l'État. Le HDI a demandé à l'Office de travailler avec lui à l'établissement d'un processus de participation raisonnable pour ce projet et, de plus, de réexaminer la demande d'autorisation d'Enbridge.

### **Nation Oneida de la Thames (Nation Oneida)**

Dans sa lettre du 12 octobre 2011 déposée auprès de l'Office, la Nation Oneida a déclaré qu'elle jugeait inappropriée la demande d'ordonnance d'exemption en vertu de l'article 58 concernant le projet. Elle a également exprimé des préoccupations quant aux effets éventuels du projet sur ses terres, ses cours d'eau, ses droits et ses intérêts. Elle a aussi fait état d'inquiétudes concernant les risques liés à l'âge du pipeline, à la corrosivité du produit et à l'augmentation des températures et des pressions dans le pipeline.

### **Première Nation des Chippewas de la Thames (PNCT)**

La PNCT a déposé une lettre auprès de l'Office le 26 janvier 2012 dans laquelle elle exprimait le désir de rencontrer Enbridge pour discuter du projet et de ses éventuelles conséquences sur l'exercice des droits de la collectivité. La PNCT a allégué que le projet se déroulera sur son territoire traditionnel.

### **Réponse d'Enbridge aux opinions des parties**

Enbridge a soutenu avoir confirmé sa compréhension des attentes de la PNA après avoir étudié le protocole de consultation de cette dernière et rencontré son comité de santé et d'environnement. Enbridge a aussi fait valoir que la PNA n'avait fourni aucune preuve tangible en appui de son affirmation sur ses droits ancestraux ou issus de traités.

Dans sa réponse à la DR de la PNA, Enbridge a indiqué que jamais, durant ses 35 années d'exploitation de la canalisation 9, elle n'avait observé une première nation exerçant ses droits ancestraux sur l'emprise de la canalisation 9 ou les terrains lui appartenant, ou avoir été informée d'une telle situation.

Enbridge a déclaré qu'en dépit de ses efforts et en dépit du processus mis en place par l'Office pour recueillir une preuve valable sur les préoccupations des Autochtones, la PNA n'avait déposé aucune information concrète sur ses activités de chasse, de pêche et de cueillette de produits médicinaux ni sur les activités cérémoniales qu'elle prétend pratiquer dans le secteur visé par le projet. La PNA s'en est tenue à de vagues déclarations sur les éventuelles répercussions du projet, sans proposer aucun moyen d'éviter ou d'atténuer ces effets. Enbridge a cependant affirmé souhaiter ardemment répondre aux préoccupations de la PNA en demeurant en contact avec elle et en maintenant un dialogue ouvert pendant toute la durée de ses projets.

En octobre 2011, Enbridge a écrit au HDI et à la Nation Oneida pour répondre à leurs lettres de commentaires. Les deux groupes ont été ajoutés à la liste de distribution du projet, et des mises à jour sur celui-ci leur ont été envoyées. Ni le HDI, ni la Nation Oneida n'ont communiqué avec Enbridge ou avec l'Office par la suite pour discuter du projet.

Enbridge a répondu à la lettre de la PNCT et lui a transmis une copie de sa demande pour le projet; elle lui a aussi fait parvenir des renseignements à jour par la suite. Enbridge a rencontré la PNCT le 3 mai 2012 pour discuter du projet et des préoccupations s'y rattachant. La PNCT a déposé une autre lettre de commentaires auprès de l'Office le 10 mai 2012 confirmant la tenue de la rencontre avec Enbridge et résumant les questions abordées à cette occasion. Enbridge a indiqué qu'une autre rencontre entre les parties était prévue pour le 18 juillet 2012.

### ***Opinion de l'Office***

Comme il l'a indiqué dans ses lettres du 21 mars et du 9 mai 2012 adressées à la PNA, l'Office est un organisme décisionnel quasi judiciaire qui interprète son mandat en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ en conformité avec la *Loi constitutionnelle de 1982*. Tout au long de cette instance, l'Office a instauré un processus qui vise à s'assurer que les parties intéressées, ce qui comprend la PNA, aient la possibilité de faire valoir leurs points de vue sur le projet. En ce qui concerne l'allégation de la PNA selon laquelle l'Office devrait exiger une consultation de l'État au sujet de la demande, l'Office fait remarquer qu'aucun autre organisme du gouvernement fédéral n'a de rôle à jouer dans sa décision, et qu'il est le seul habilité à approuver ou à rejeter la présente demande et, s'il y a lieu, à déterminer si son autorisation devrait être assortie de mesures d'atténuation. Il est donc approprié que l'Office, à titre de décideur, entende les points de vue de la PNA afin de les prendre en considération dans sa décision.

Le processus mis en place par l'Office est conçu pour recueillir le plus des preuves utiles possibles sur les préoccupations des Autochtones à l'égard du projet, les répercussions éventuelles de celui-ci sur leurs intérêts et les mesures d'atténuation susceptibles de donner suite à ces préoccupations. Quand un projet peut avoir une incidence sur les intérêts des Autochtones, l'Office oblige le demandeur à consulter tous les groupes autochtones pouvant être visés et à lui rendre compte de ces consultations. En outre, plus les risques de conséquences pour les peuples autochtones sont grands, plus l'Office est exigeant à l'égard du programme de consultation du promoteur. À l'inverse, quand la possibilité est faible qu'un projet ait des répercussions sur les intérêts des populations autochtones, ou quand les effets éventuels sont minimes, l'Office n'exige pas du promoteur que ses consultations soient aussi exhaustives.

L'Office juge que les efforts déployés par Enbridge pour consulter les collectivités autochtones, y compris la PNA, au sujet du projet ont été satisfaisants, compte tenu de la portée du projet lui-même. Il estime que toutes les collectivités autochtones susceptibles d'être affectées par le projet ont reçu une information suffisamment complète sur celui-ci et ont eu la possibilité d'exprimer leurs points de vue à Enbridge et à l'Office à temps pour qu'ils soient pris en compte dans la décision.

Outre les consultations directes que les promoteurs doivent tenir, le processus d'audience publique de l'Office constitue une composante à part entière du processus global de consultation. Les groupes autochtones qui craignent les éventuelles répercussions d'un projet donné peuvent les porter directement à l'attention de l'Office. Celui-ci constate qu'en ce qui a trait à la présente demande, la PNA a joué un rôle actif à titre d'intervenant, tandis que la Nation Oneida, la PNCT et le HDI ont fait valoir leurs points de vue dans des lettres de commentaires.

En tant qu'intervenant, la PNA a pu déposer sa preuve sur les effets éventuels du projet sur ses intérêts auprès de l'Office. Elle s'est également prévalu de son droit de présenter des demandes de renseignements à Enbridge. Elle a aussi présenté une plaidoirie orale finale et a résumé son analyse des éventuels effets du projet sur ses droits ancestraux et ses droits issus de traités; elle a aussi eu l'opportunité de traiter de la pertinence d'imposer des mesures d'atténuation qui tiennent compte de ses préoccupations. Enfin, elle a eu la possibilité de produire des documents soupesant la valeur et la justesse de la preuve d'Enbridge et exposant l'orientation que l'Office

devrait privilégier durant son examen environnemental préalable en vertu de la LCÉE. La PNA a également eu la chance de formuler des commentaires sur les conditions d'approbation que l'Office pourrait assortir à une éventuelle autorisation du projet. L'Office estime que la PNA a eu toutes les chances de lui faire connaître son point de vue et il croit être bien informé des préoccupations de la PNA et des autres groupes autochtones qui se trouvent dans l'espace ciblé pour le projet.

L'Office remarque que la PNA n'a fourni aucun renseignement précis sur les activités traditionnelles qu'elle pratique dans l'espace visé par le projet. Elle s'est contentée de vagues affirmations sur les éventuelles répercussions du projet, mais n'a proposé aucun moyen d'éviter ou d'atténuer ces effets sur ses intérêts.

L'Office prend acte des préoccupations exprimées par la PNA en ce qui a trait aux conséquences de vivre dans ce qu'elle qualifie la « vallée de la pétrochimie ». L'Office admet que la région de Sarnia est fortement industrialisée et que cela a nui à la qualité de l'air. Il estime toutefois que l'apport du projet à ces effets ne serait pas marqué (voir le rapport d'ÉE ci-joint pour plus de précisions).

Ce rapport fait état de tous les effets environnementaux connus ainsi que des conséquences socioéconomiques du projet, notamment des effets sur les usages courants du territoire à des fins traditionnelles par les Autochtones, la faune, le poisson, la végétation, la qualité de l'air, la santé humaine et les ressources hydriques.

L'Office réaffirme avoir pris en considération, dès le début du processus, l'exploitation du projet après l'inversion. Le rapport d'ÉE évalue les effets des accidents et des défaillances durant l'exploitation, ainsi que les enjeux liés à l'intégrité après l'inversion du sens d'écoulement et la planification des mesures d'urgence en cas d'accidents et de défaillances durant l'exploitation.

Enfin, l'Office prend acte de l'engagement d'Enbridge de maintenir des canaux de communication pendant toute la durée de vie du projet et de sa volonté de continuer à consulter la PNA, le HDI, la Nation Oneida et la PNCT selon les besoins.

L'Office estime qu'en tenant compte de la portée limitée du projet et des effets physiques minimales, de la mise en œuvre des procédures de protection de l'environnement et des mesures d'atténuation proposées par Enbridge et, sous réserve du respect des exigences réglementaires et des conditions imposées par l'Office et de ses propres engagements, les répercussions éventuelles du projet sur les intérêts des populations autochtones seront minimales et pourront être correctement atténuées.

#### **4.0 Volets environnementaux et socioéconomiques**

##### **Processus d'évaluation environnemental**

La demande relative au projet a été présentée aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ. Au moment de la présentation de la demande, l'Office était tenu de réaliser un examen environnemental préalable en vertu de la LCÉE.

Le 6 juillet 2012, la LCÉE a été abrogée et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* (LCÉE 2012) a été édictée. Le projet n'est pas soumis aux exigences de la LCÉE 2012, ni aux dispositions transitoires et, par conséquent, aucune ÉE n'est exigée en vertu de la LCÉE 2012. Cependant, aux termes de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a toujours le mandat de déterminer si le projet envisagé est dans l'intérêt public, ce qui comprend l'examen des effets environnementaux du projet.

Le rapport d'ÉE ci-joint découle de l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable (REEP) rendu public précédemment en application de l'ancienne LCÉE et vise à rendre compte de son évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques du projet. Il tient aussi compte des observations et des informations qui lui ont été transmises par le public tout au long de l'instance, y compris les commentaires sur le REEP.

Le rapport d'ÉE fournit plus de renseignements sur la transition entre l'ÉE réalisée en vertu de l'ancienne LCÉE et le processus sous la Loi sur l'ONÉ.

Le tableau 1 ci-dessous relève un certain nombre de sujets ou d'enjeux d'intérêt public qui étaient énumérés dans la liste des questions de l'Office et qui sont abordés dans le rapport d'ÉE.

**Tableau 1**

Sujet	Section dans le rapport d'ÉE
Répercussions des accidents et des défaillances durant l'exploitation, notamment celles-ci : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ intégrité du pipeline (y compris l'incidence de l'inversion du sens d'écoulement et les bruts disponibles)</li> <li>▪ méthodes de gestion de l'intégrité</li> <li>▪ détection des fuites</li> <li>▪ plan de mesures d'urgence en cas de rejets, d'accidents ou de défaillances durant la construction et l'exploitation du pipeline</li> <li>▪ volets sûreté et sécurité durant la construction du projet et l'exploitation du pipeline, y compris la planification des mesures d'urgence et la prévention des dommages causés par un tiers</li> <li>▪ responsabilités à l'égard des dommages</li> </ul>	8.2.2.2 8.2.2.2 8.2.2.3 8.2.1, 8.2.2.4 8.2.2.2, 8.2.2.4 8.2.2.4
Répercussions sur la qualité de l'air et de l'eau en Ontario (y compris la région de Sarnia)	8.2.1, 8.2.2, 8.3
Répercussions sur l'usage des terres à des fins traditionnelles	5.0, 8.2.2
Effets cumulatifs (y compris des activités en amont et en aval)	8.3

### ***Opinion de l'Office***

Le projet nécessite peu de travaux de construction. Comme cela est indiqué dans le rapport d'ÉE, les travaux seraient circonscrits à des secteurs clôturés et recouverts de gravier des installations et à des baux de surface d'Enbridge. Aucune perturbation du sol n'est prévue le long de l'emprise elle-même.

L'Office n'est pas insensible aux préoccupations exprimées par le public au sujet des accidents et des défaillances durant l'exploitation, y compris les inquiétudes à l'égard de l'intégrité structurale du pipeline. Le rapport d'ÉE et la section 6.0 de la présente lettre de décision renferment plus de renseignements. Comme cela est mentionné dans le rapport d'ÉE, l'Office juge qu'Enbridge dispose d'un ensemble satisfaisant de systèmes, de procédures et de protocoles pour gérer les risques se rattachant à l'intégrité du pipeline, détecter les fuites ou les ruptures possibles et intervenir efficacement au besoin.

Ainsi qu'il l'a indiqué dans son rapport d'ÉE, l'Office estime qu'en tenant compte des procédures de protection de l'environnement et des mesures d'atténuation proposées par Enbridge et, sous réserve du respect des exigences réglementaires et des conditions rattachées par l'Office à son autorisation, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

### **5.0 Cessation d'exploitation**

Au cours de l'instance OH-005-2011, Enbridge a déclaré qu'elle est actuellement partie à l'audience MH-001-2012 sur les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation (CECE) pour le groupe 1 et qu'elle avait déposé auprès de l'Office ses estimations de coûts pour la cessation d'exploitation de ses pipelines, y compris de la canalisation 9.

Elle a également indiqué qu'il n'était nullement dans ses plans de cesser l'exploitation d'un tronçon quelconque de la canalisation 9. Enbridge a reconnu qu'une telle action nécessiterait l'autorisation de l'Office. Elle a fait valoir que la démarche précise en vue de détecter une contamination sur l'emprise serait exposée dans le plan de cessation d'exploitation et le processus de réglementation qui prévaudrait alors. Enbridge a également affirmé qu'elle disposait d'un programme permettant de remettre les sites contaminés en état à mesure qu'on en découvre. Elle a ajouté qu'une telle opération répondrait aux normes en vigueur.

### **Opinions des parties**

#### **OPLA**

L'OPLA s'inquiétait que des documents déposés récemment par Enbridge auprès de l'Office sur la méthode qu'elle propose pour cesser d'exploiter ses pipelines, y compris la canalisation 9, portent à croire qu'elle pourrait abandonner sur place la canalisation 9 sans y maintenir une protection contre la corrosion et, même si la canalisation resterait en place, elle ne mènerait pas d'activités pour détecter si des sites le long de la canalisation n'ont pas déjà été contaminés.

## **CAEPLA**

La CAEPLA a soutenu que le projet ne devrait pas être approuvé tant qu'il reste des enjeux non résolus entre la CAEPLA, l'OPLA, l'Office et Enbridge. La CAEPLA a fait remarquer qu'au cours de l'audience de 1975 sur la canalisation 9, Enbridge avait déclaré que la durée de vie d'un pipeline est de 30 à 35 ans. Elle a exprimé de nombreuses préoccupations au sujet de la cessation d'exploitation et des conséquences qu'elle aurait sur les propriétaires fonciers qui continuent d'assumer les responsabilités pour les terres touchées. Pour elle, malgré l'affirmation d'Enbridge dans les CECE de vouloir laisser 99,9 % des conduites dans le sol, seul leur enlèvement complet ou leur entretien à perpétuité protégerait les propriétaires fonciers.

### ***Opinion de l'Office***

Dans sa décision RH-2-2008, l'Office a énoncé le principe fondamental selon lequel les propriétaires fonciers n'ont pas à assumer les coûts liés à la cessation d'exploitation des pipelines. Toutes les parties ont reconnu que les sociétés pipelinières avaient l'obligation de réunir les fonds nécessaires pour couvrir ces coûts. La question du financement des coûts de cessation d'exploitation sera traitée plus en détail par l'instance MH-001-2012, et Enbridge devra se conformer à toute décision ou ligne directrice qui se dégagera de cette instance.

Par ailleurs, les sociétés doivent aussi joindre à une demande de cessation d'exploitation un plan élaboré après avoir consulté les propriétaires fonciers. Si, un jour, Enbridge décide de cesser l'exploitation d'un tronçon ou de l'ensemble de la canalisation 9, elle devra présenter une demande en ce sens. L'Office évaluera alors le plan de cessation d'exploitation qui accompagnera la demande. L'Office remarque qu'une demande de cessation d'exploitation comporte généralement un plan produit après consultation des propriétaires fonciers et que les demandeurs doivent consulter les parties susceptibles d'être touchées. Pour plus d'information, les parties sont invitées à consulter le document de l'Office intitulé [Réglementation de la cessation d'exploitation d'un pipeline](#) disponible sur son site Web ou à s'en procurer une version papier à la bibliothèque de l'Office.

## **6.0 Aspects techniques et intégrité**

### **Opinion d'Enbridge**

#### **6.1 Description détaillée du projet**

Une description du projet et des travaux s'y rattachant sont fournis à la section 4.0 du rapport d'ÉE ci-joint.

Enbridge projette de transporter de 50 000 à 90 000 b/j de pétrole brut entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW après l'inversion de la canalisation 9, avec la possibilité, plus tard, de transporter plus de 150 000 b/j à la pression maximale d'exploitation (PME) déjà approuvée<sup>1</sup>. Enbridge a précisé qu'elle prévoyait que le débit véritable de la canalisation 9 après l'inversion serait de 50 000 b/j, et qu'elle respecterait les caractéristiques d'exploitation et de conception du pipeline durant l'exploitation.

---

<sup>1</sup> La pression maximale d'exploitation (PME) correspond à la pression approuvée par l'Office reproduites à l'annexe A de l'ordonnance jointe à la présente lettre de décision. Cette information avait été mentionnée initialement dans la réponse d'Enbridge à la DR 3.7(b)(i) ([A2Q4K2](#)) Adobe page 13 de 37.

Enbridge a déclaré que les produits transportés jusqu'à maintenant et ceux qu'elle projette de transporter sont considérés comme des bruts légers. Il s'agit, plus précisément, de brut léger sulfureux, du brut Edmonton très sulfureux, du brut Edmonton peu sulfureux et d'un mélange de brut sulfureux.

Elle a indiqué que le tronçon de la canalisation 9 reliant le terminal de Sarnia à la station de pompage de NW pourrait, dans la configuration proposée, transporter du pétrole brut lourd, mais que sa proposition se limitait à des bruts légers.

Elle a soutenu que le projet serait conçu, construit, testé et exploité selon les exigences du RPT-99 de l'Office, de la norme Z662-11 de l'Association canadienne de normalisation (CSA) intitulée *Réseau de canalisation de pétrole et de gaz* et de toutes les autres normes et spécifications et tous les autres codes en vigueur mentionnés dans la demande. Elle a ajouté qu'elle se conformerait aussi à tous les codes et tous les règlements fédéraux, provinciaux et municipaux.

## **6.2 Pression d'exploitation**

Enbridge propose de continuer d'utiliser la PME déjà autorisée soit, pour le tronçon reliant le terminal de Sarnia à la station de pompage de NW, une pression se situant entre 4 037 kilopascals (kPa) [585 livres par pouce carré (lb/po<sup>2</sup>)] et 5 551 kPa (805 lb/po<sup>2</sup>), et pour le terminal de Sarnia, une pression de 5 281 kPa (766 lb/po<sup>2</sup>). Elle a indiqué qu'elle prévoyait que la pression d'exploitation maximale serait de 3 393 kPa (492 lb/po<sup>2</sup>). Enbridge a fait valoir que la PME autorisée serait toujours appropriée après l'inversion du sens d'écoulement.

## **6.3 Intégrité du pipeline et programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge**

Enbridge a fait valoir qu'au fil de ses longues années d'exploitation de milliers de kilomètres de pipeline, elle s'était constituée un dossier enviable en matière de sécurité et de fiabilité. Elle a déclaré que son objectif, en ce qui a trait à la construction et à l'entretien de son réseau pipelinier, est qu'il dure longtemps. Pour y arriver, elle mise sur un programme complet de gestion de l'intégrité (PGI) articulé autour d'outils d'inspection interne perfectionnés qui veillent à ce que ses pipelines soient inspectés et entretenus et à ce qu'ils puissent être exploités en toute sécurité pendant toute leur vie utile. Ces programmes réunissent tous les outils, toutes les technologies et toutes les stratégies nécessaires pour s'assurer que le pipeline possède la résistance et la capacité pour être exploité de façon sécuritaire.

En ce qui concerne l'incident survenu sur la canalisation 6B au Michigan, Enbridge a signalé que l'enquête du National Transportation Safety Board (NTSB) des États-Unis visant à déterminer les causes se poursuivait. Même si elle n'était pas en mesure de fournir d'informations précises sur cette enquête du fait que le rapport du NTSB est toujours attendu, elle a indiqué qu'elle analyserait l'information qu'il renferme et tirerait des leçons de l'incident sur la canalisation 6B et qu'elle les appliquerait, comme elle l'a toujours fait, à l'ensemble de ses activités pipelinieres.

Après la conclusion de l'audience, le NTSB a rendu public le sommaire de son rapport sur l'incident survenu sur la canalisation 6B. Le 16 juillet 2012, l'OPLA a déposé un avis de requête (requête) demandant la réouverture du dossier afférent à l'instance OH-005-2011 pour y



admettre le sommaire du rapport. L'OPLA a aussi exigé de l'Office qu'il ordonne à Enbridge de déposer le rapport complet du NTSB dès qu'il sera disponible et de réserver sa décision sur l'instance jusqu'à ce qu'il ait eu le temps d'étudier le rapport complet. L'Office a rejeté cette requête et exposé ses motifs dans une lettre datée du 20 juillet 2012.

## **6.4 Corrosion**

### **6.4.1 Corrosion interne**

Enbridge a déclaré qu'elle réalisait des analyses régulières de ses pipelines pour connaître la menace de corrosion interne. Ces analyses comprennent un examen des données utiles comme les propriétés du ou des produits transportés, la corrosion dans la canalisation révélée par la plus récente inspection interne, les conditions d'exploitation et le débit. Enbridge a ajouté que ces analyses sont mises à jour à mesure que de nouvelles données sont disponibles.

Elle a soutenu que, comme c'était le cas jusqu'à maintenant, le pipeline continuerait de transporter des bruts contenant généralement des quantités négligeables d'eau, de solides en suspension et de bactéries. Enbridge a déclaré que les produits qui seraient transportés après l'inversion n'augmenteraient pas la menace de corrosion interne dans le pipeline (CIP), car ces produits, comme ceux transportés à ce jour, sont tous classés comme des bruts légers. Enbridge a précisé que les évaluations périodiques qu'elle réalise sur les conduites comprennent des essais pour assurer que les produits transportés sont conformes aux caractéristiques exposées dans le tarif en vigueur.

Enbridge a mentionné avoir pris en considération les causes potentielles de corrosion, et que les produits transportés n'engendreront pas de nouvelles préoccupations relativement à la corrosion. Elle a déclaré qu'elle incorporait les données sur les contaminants à ses analyses de vulnérabilité à la CIP et les conditions d'exploitation afin de déterminer les mesures d'atténuation à prendre. Elle prend continuellement des mesures de prévention pour empêcher ou freiner la corrosion et, quand les évaluations menées régulièrement sur la canalisation révèlent des sources d'inquiétude, elle fait les réparations nécessaires ou met en place des mesures d'atténuation. Toute menace de corrosion interne serait prise en charge conformément au programme de nettoyage (raclage) périodique existante.

Enbridge a affirmé que la canalisation ne servirait en aucun cas à transporter des produits qui ne peuvent pas être transportés de façon sécuritaire et a déclaré que son PGI assurera que la canalisation 9 ne transportera que des produits pouvant être transportés en toute sécurité.

En réponse aux DR 3.2, 3.3 et 5.2 de l'Office sur les propriétés du pétrole brut devant être transporté et les risques de corrosion interne qu'il représente, Enbridge a déclaré qu'elle ne mesure pas, actuellement, la corrosivité du brut lui-même aux fins de son analyse de vulnérabilité à la CIP. Par contre, elle mesure chaque lot de transfert de propriété en regard des normes pertinentes de l'industrie pour connaître la teneur en sédiments et en eau.

### **6.4.2 Corrosion externe**

Enbridge a affirmé que la protection de la canalisation consistait en l'unique couche de ruban de polyéthylène d'origine, doublée d'un système de protection cathodique (PC). Elle a soutenu que

le risque de corrosion externe dans les installations entourant la canalisation 9 est déjà connu et qu'il est géré avec succès grâce à son PGI. Enbridge a aussi indiqué que l'inversion du sens d'écoulement proposée n'accroîtrait pas l'incidence de corrosion externe. En réponse à des questions sur sa gestion de la corrosion externe, et plus particulièrement à des inquiétudes exprimées quant au risque que le ruban de polyéthylène se détache, Enbridge a déclaré que, dans le cadre de son PGI, elle maintiendrait sa PC, ses inspections internes et ses autres inspections pour prévenir toute défaillance due à la corrosion.

Elle s'est engagée à faire des inspections mensuelles du redresseur du système de PC et à mener des études conduite/sol annuelles pour évaluer la protection offerte par son système de PC. Elle a aussi pris l'engagement de compléter la mise en œuvre d'un système de surveillance à distance qui rendra possible l'enregistrement hebdomadaire des mesures du redresseur. Ces données permettent à Enbridge de surveiller le potentiel de corrosion externe et de vérifier l'efficacité de son système de PC.

Enbridge a soutenu que, grâce à ses inspections internes continues, elle pouvait cerner et surveiller la corrosion externe (ainsi que la corrosion interne et les dommages mécaniques), et qu'elle corrigerait tout problème relevé dans le cadre de son PGI.

#### **6.4.3 Gestion de la corrosion**

Enbridge a affirmé qu'elle surveillait dans le passé, et continuerait de surveiller, la dégradation du métal due à la corrosion interne et externe en utilisant les outils convenant le mieux, y compris des tests par ultrasons et des inspections internes avec racleurs pour vérifier la perte de flux magnétique. Elle a soutenu que l'imposition d'un outil à balayage électronique serait indûment contraignante, compte tenu de la disponibilité limitée de cet instrument dans le monde et que l'expression « au balayage électronique » devrait être supprimée du texte de la condition 13 proposé pour être remplacée par « par ultrasons ».

Le PGI d'Enbridge comprend des seuils de réparation prudents qui l'oblige à réparer les anomalies causées par la corrosion longtemps avant qu'elles entraînent une défaillance. Enbridge a allégué que les outils d'inspection interne fournissent un haut degré de certitude quant à la probabilité que la dégradation du métal excédant le seuil de réparation soit détectée. Elle a également déclaré qu'elle n'avait décelé aucune tendance dans les données recueillies lors de ses inspections internes de la corrosion, ce qui l'amène à conclure que son programme d'atténuation de la corrosion interne est satisfaisant.

La prochaine inspection interne pour vérifier la dégradation du métal devrait avoir lieu en 2013 et fait partie de son programme de gestion de la corrosion. Selon Enbridge, son évaluation technique démontre que ses programmes d'atténuation gèrent correctement la menace de dégradation du métal sur la canalisation 9, et que l'inversion du sens d'écoulement de celle-ci n'affectera pas l'efficacité de ces programmes.

## **6.5 Fissuration**

Enbridge a indiqué qu'elle avait mis en place un programme de gestion des fissures pour gérer la menace de défauts liés à celles-ci. Le programme pour la canalisation 9 consiste en des passages des outils de détection des fissures par ultrasons, des évaluations techniques des données pour vérifier si le pipeline est apte pour le service, la confirmation et la réparation des anomalies critiques au moyen d'excavations et une analyse technique prévisionnelle pour constamment vérifier l'aptitude de la conduite pour le service.

Une comparaison des profils de risque actuel et post-inversion de ce tronçon de la canalisation 9 n'a pas révélé de différences notables, sauf sur les huit premiers kilomètres environ en aval du terminal de Sarnia, où le profil de risque était plus élevé, et sur les huit derniers kilomètres en amont de la station de pompage de NW, où c'est le contraire. Enbridge a expliqué qu'il était prévisible que le profil de risque soit plus élevé en aval du terminal de Sarnia puisque ce tronçon, après l'inversion du sens d'écoulement, sera soumis à une pression d'exploitation plus forte que ce qui était généralement le cas dans le passé. Enbridge a expliqué qu'en dépit de l'augmentation théorique du risque juste en aval du terminal de Sarnia après l'inversion, il n'y avait pas pour autant une menace immédiate de fissuration sur la canalisation.

Selon son analyse, aucune anomalie s'apparentant à une fissure signalée par les outils et rajustée ne permet de prévoir une déficience durant les trois prochaines années à la pression d'exploitation de 3 393 kPa (492 lb/po<sup>2</sup>) qui est prévue. Enbridge a déclaré qu'elle projette de faire une nouvelle inspection (inspection interne pour fissuration) dans deux ans.

Elle a fait valoir qu'il n'est survenu aucun incident ni aucune rupture en service sur le tronçon de la canalisation 9 reliant le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW lors de l'essai hydrostatique réalisé en 1997 avec une pression égale à 125 % de la PME. Dans sa réponse à la DR 3.7 b) de l'ONÉ, Enbridge a mentionné que trois restrictions volontaires de la pression sont actuellement en vigueur entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW, en raison d'anomalies liées à l'intégrité qui ont été détectées et pour lesquelles une évaluation sur le terrain et des réparations sont nécessaires. La restriction volontaire de la pression d'exploitation la moins élevée est de 3 393 kPa (492 lb/po<sup>2</sup>). Enbridge a mentionné qu'elle réalisera des travaux d'excavation exploratoires pour repérer des fissures et qu'une attention particulière sera portée à la partie située à l'est du terminal de Sarnia, où le profil de risque de fissures serait plus élevé après l'inversion.

## **6.6 Dommage mécanique**

Enbridge affirme disposer d'un plan de gestion des dommages mécaniques pour faire face à la menace de dommages (bosselures, rainures et autres exemples mentionnés dans la norme CSA Z662) résultant, par exemple, de collisions avec un équipement d'excavation et du tassement de la conduite sur du roc. Ce plan évalue principalement les situations relevées par une inspection interne et des excavations. Enbridge a mentionné qu'il n'y a jamais eu de fuites ou de ruptures dues à des dommages mécaniques sur le tronçon de la canalisation 9 situé entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW. Elle a affirmé qu'un facteur déterminant dans la réduction des dommages mécaniques consistait à prévenir ceux causés par des tiers, ce

qu'elle fait par des programmes de surveillance de l'emprise, de sensibilisation des parties prenantes, de signalisation et de vérification de l'épaisseur de la couverture.

Dans sa DR 3.11, l'Office a cherché à obtenir plus de précisions sur l'épaisseur de la couverture pour ce tronçon de la canalisation 9. La dernière vérification faite entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW remonte à 2006 et 2007. On y avait découvert deux endroits où la couverture était inférieure à l'exigence de l'article 4.11 de la norme CSA Z662-11. Enbridge a affirmé que ces problèmes ont été résolus.

Enbridge inspecte l'emprise du pipeline pour détecter les problèmes d'instabilité due au relief du terrain. Elle affirme qu'aucun cas du genre susceptible de nuire à l'intégrité du tronçon de la canalisation 9 entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW n'avait été découvert et qu'elle poursuivrait ses inspections de l'emprise.

### **6.7 Doublement latéral de la station de pompage de NW au terminal de Westover**

Alors que l'évaluation technique d'Enbridge s'intéresse surtout à l'intégrité de la canalisation 9 du réseau principal entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW, les DR 3.16 et 3.17 de l'Office visaient l'intégrité du latéral de 900 m de longueur et de 502 mm (NPS 20) de diamètre extérieur reliant la station de pompage et le terminal de Westover, d'une part, et les installations de pompage d'autre part. En réponse à la DR 3.16 de l'ONÉ, Enbridge a produit une évaluation technique pour ce latéral, où l'on indiquait que l'inversion du sens d'écoulement ne touche pas ce tronçon et que l'intégrité de celui-ci était gérée correctement. On y précisait aussi que la canalisation serait exploitée en respectant les paramètres existants et on concluait que les nouvelles conditions d'exploitation découlant du projet ne constituaient pas une menace supplémentaire à l'intégrité du latéral. L'évaluation technique d'Enbridge affirmait finalement que la PME du latéral resterait inchangée à la suite du projet.

### **6.8 Installations de pompage au terminal de Sarnia, à la station de NW et au terminal de Westover**

Dans son évaluation technique des installations, Enbridge concluait qu'elle pourrait continuer d'exploiter les installations de pompage du terminal de Sarnia, de la station de pompage de NW et du terminal de Westover en toute sécurité et fiabilité dans les conditions d'exploitation proposées. Elle soutenait que la conduite était soumise à de faibles contraintes et qu'elle effectuait des inspections périodiques – soit à des intervalles d'un à trois ans – sur cet équipement, notamment la conduite, les vannes et les pompes.

### **6.9 Régulation des surpressions, analyse des sautes de pression et détection des fuites**

#### **6.9.1 Surpressions**

Enbridge a déclaré que son modèle d'évaluation du risque sur le réseau principal tenait compte des résultats des analyses de la corrosion, des fissures et des dommages mécaniques prévues dans son PGI, ainsi que d'autres menaces, comme les dommages causés par des tiers, les mouvements du sol, les forces naturelles et les mauvais fonctionnements. On introduit ensuite dans l'équation les conséquences pour la population en général, l'environnement et les intérêts commerciaux d'Enbridge afin de calculer la cote de risque relatif. Enbridge classe les conditions

d'exploitation anormales et les systèmes de sécurité liés à la pression en cas de surpression sur le réseau principal comme de mauvais fonctionnements aux fins de son évaluation du risque

Dans sa réponse à la DR 3.10 de l'ONÉ, Enbridge a déclaré, après vérification des données historiques recueillies depuis l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9 d'est en ouest en 1999, qu'aucune surpression ne s'était produite. Elle a aussi soutenu que, selon son modèle d'évaluation du risque sur le réseau principal, l'inversion du sens d'écoulement vers l'est n'accroîtrait pas le risque d'un mauvais fonctionnement et que ses politiques et ses méthodes permettraient de gérer une telle menace de façon satisfaisante.

### **6.9.2 Analyse des sautes de pression**

Enbridge a produit une étude dans laquelle on envisageait une fermeture involontaire des vannes d'aspiration au terminal de Westover comme le pire scénario, un scénario qui produirait la pression d'aspiration la plus élevée. Enbridge avait alors conclu qu'une telle situation ne créerait pas de surpression égale à 110 % de la PME. Elle a déclaré que le temps de fermeture et la logique de commande qu'elle utilise empêchent les vannes de sectionnement du réseau principal de reproduire les conditions du pire scénario. Selon elle, une saute de pression, quelle qu'elle soit, ne se répercuterait pas sur les anomalies d'intégrité existantes de la canalisation, parce que les seuils de réparation ne permettent pas que la pression atteigne la pression de rupture prévue de 125 % de la PME; de plus, la surpression observée dans le cas du pire scénario n'excède pas 110 % de la PME.

### **6.9.3 Détection des fuites**

Enbridge a affirmé qu'elle utilise de multiples méthodes pour détecter les fuites, notamment la surveillance computationnelle du pipeline, la surveillance par régulateur, les calculs de bilan massique de la canalisation et les inspections sur l'emprise. Elle a soutenu que sa capacité à détecter les fuites et à intervenir au besoin respecterait toutes les normes et tous les règlements pertinents.

## **Opinions des parties**

### **Équiterre et al.**

Équiterre et al. a déposé en preuve un rapport d'Accufacts Inc. (Accufacts). Ce rapport révélait qu'un programme de nettoyage périodique au moyen de racleurs, doublé de l'analyse et de la surveillance des matières recueillies par les racleurs, devrait être plus que suffisant pour maîtriser la corrosion interne. On y indiquait aussi qu'une hausse de la température d'exploitation consécutive à des changements de bruts pouvait accélérer la corrosion.

On y faisait également état du risque de détachement du ruban de polyéthylène du pipeline, une situation qui ajoute un facteur de risque à la corrosion externe et à la fissuration par corrosion sous tension (FCST). Le rapport mentionnait toutefois qu'Enbridge semblait utiliser les bons outils d'inspection interne pour détecter de façon fiable la dégradation générale des parois due à la corrosion et une certaine dégradation du métal résultant des dommages causés par des tiers.

Le document validait les seuils de réparation d'Enbridge pour les anomalies de corrosion interne et externe et jugeait que ces seuils étaient d'une prudence acceptable.

Le rapport appuyait le choix des outils de détection des fissures par ultrasons d'Enbridge par rapport aux autres technologies de détection des fissures et de la FCST par inspection interne. On y relevait que des fouilles exploratoires mentionnées dans l'évaluation technique d'Enbridge démontraient que l'outil avait estimé de façon prudente la longueur d'anomalies s'apparentant à une fissure observées.

Le rapport notait par ailleurs que les fissures représentent la principale menace à l'intégrité de ce tronçon du pipeline, et que de nouvelles vérifications avec l'outil d'inspection interne et une validation sur le terrain de la justesse des intervalles de confiance étaient de mise.

On y écrivait que la démarche d'Enbridge en matière de gestion de l'intégrité pour évaluer les dommages mécaniques (que ce soit de simples bosselures ou des facteurs de concentration des contraintes) semblait raisonnable.

Le rapport se préoccupait du risque d'une surpression causée par une fermeture involontaire des vannes de sectionnement sur le réseau principal. Il endossait la demande de renseignements de l'Office qui cherchait à obtenir de l'information sur une éventuelle surpression provoquée par les vannes de sectionnement. On y affirmait que la méthode préconisée pour réduire le volume des déversements décrite dans une présentation d'Enbridge lors d'un atelier destiné au public sur l'installation des vannes et la détection des fuites semblait juste.

Selon ce document, on ne peut accorder que peu de crédibilité aux exigences de détection des fuites du système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) comme fonction du débit. On y affirmait qu'on pouvait davantage faire confiance aux systèmes de détection des fuites basés sur le SCADA qui privilégient la détection fiable des ruptures.

Équiterre et al., par l'entremise d'une lettre d'Accufacts Inc., a aussi déposé les observations suivantes sur les conditions d'approbation possibles :

- l'obligation imposée à Enbridge de passer trois types d'outils d'inspection interne dans l'année suivant l'autorisation de l'Office constitue un élément clé des conditions d'approbation possibles. Selon Accufacts, il est vital que l'on priorise l'outil de détection des fissures à balayage électronique de GE et que les constatations de cet outil soient correctement validées sur le terrain par des excavations en nombre suffisant pour produire des graphiques d'unité valides;
- Accufacts appuie la condition proposée par l'Office visant à réduire le seuil de réparation à 40 % de la dégradation de la paroi, plutôt que 50 % comme l'évoquait Enbridge dans sa propre proposition, afin de donner une plus grande marge de sécurité pour certaines menaces liées à la corrosion;
- Enbridge devrait mettre à jour son manuel de détection des fuites pour corriger ses lacunes. La détection fiable des fuites est un exercice qui peut être beaucoup plus difficile qu'il ne paraît;
- il faudrait disposer d'une information suffisante pour confirmer qu'une analyse prudente de la surpression a été réalisée, de manière à éviter qu'une surpression se produise aux endroits où des ajouts ou des modifications sont faits;

- un changement de brut pourrait provoquer une hausse de température et augmenter notablement le risque d'une corrosion plus rapide;
- l'Office pourrait juger judicieux d'inclure les recommandations du rapport du NTSB sur la rupture du pipeline survenu au Michigan pour éviter qu'une rupture semblable survienne sur la canalisation 9.

Dans sa plaidoirie finale, Équiterre et al. a étayé sur ses commentaires sur les conditions possibles et a indiqué que l'Office, en raison du grand intérêt du public et des préoccupations exprimées, devrait imposer une condition à Enbridge pour exiger qu'elle consacre la canalisation au seul transport de pétrole léger et qu'elle sollicite une nouvelle autorisation de l'Office avant de transporter un autre produit.

Équiterre et al. a aussi plaidé qu'on ne disposait d'aucun rapport ni d'aucune analyse sur la sécurité du transport de bitume dilué (brut lourd). Elle a soulevé des questions sur le manque de transparence et de participation du public au processus qui permettrait à Enbridge de modifier le tarif pour autoriser le transport de bitume dilué sur la canalisation 9.

### **OPLA**

L'OPLA a indiqué que la canalisation 9 avait presque 40 ans et qu'elle avait été construite au mauvais moment et en utilisant les mauvais matériaux. Selon elle, la majeure partie de la canalisation 9 consiste en une conduite à paroi mince dont l'épaisseur, bien que conforme aux normes du milieu des années 1970, lors de sa construction, ne répond pas aux normes actuelles d'Enbridge. Elle a fait remarquer qu'Enbridge, dans sa propre évaluation technique, avait mentionné le ratio diamètre-épaisseur élevé de la canalisation. Cette lacune, selon l'OPLA, ne peut être corrigée qu'en remplaçant la conduite.

Elle a déclaré être particulièrement préoccupée par le risque de FCST sur la canalisation 9 résultant du détachement de son revêtement fait d'un ruban de polyéthylène. Elle s'inquiétait également des anomalies dues à une dégradation du métal et a mis en doute la valeur de la déclaration d'Enbridge selon laquelle il y aurait une faible densité d'anomalies au kilomètre, étant donné que l'on n'indique nulle part ce que l'on entend par « faible ». L'OPLA a aussi indiqué être préoccupée par les points qu'ont en commun la canalisation 9 et la canalisation 6B d'Enbridge au Michigan, où une rupture est survenue en juillet 2011.

Selon elle, il y a des limites à la précision et à la fiabilité des outils de gestion de l'intégrité qu'utilise Enbridge. Pour elle, la corrosion par piqûres préoccupe beaucoup les propriétaires fonciers membres de l'association, et aucun outil d'inspection interne ne peut détecter ce type de corrosion avec exactitude. Elle a soutenu qu'en ce qui concerne la rupture de pipeline survenue au Michigan, un rapport préparé par la Pipeline and Hazardous Material Safety Administration aux États-Unis avait fait ressortir les limites de la détection des défauts pour la canalisation 6B et le détachement de son ruban de polyéthylène.

L'OPLA a fait valoir que les éventuels risques de contamination du sol et de l'eau près du pipeline viendraient de la perte d'intégrité du pipeline causée par la corrosion, de la couverture

insuffisante et d'autres facteurs. Selon elle, la possibilité que de petites fuites puissent ne pas être détectées pendant longtemps accentue l'importance d'éliminer les risques de contamination. L'OPLA a aussi plaidé pour que l'Office se penche sur l'exploitation de la canalisation dans son ensemble. Enfin, elle a indiqué qu'Enbridge n'a fait aucune modélisation pour évaluer les effets éventuels d'une fuite d'hydrocarbures sur l'ensemble de la canalisation 9 et les coûts associés à une telle fuite.

L'expert-conseil de l'OPLA a soutenu que l'impact du projet sur la vitesse de la corrosion interne devrait être minimal. Selon cet expert, deux aspects sont préoccupants : i) Enbridge n'a fourni aucune explication sur les nouveaux modèles de corrosion susceptibles de se former par suite de l'inversion du sens d'écoulement à des points précis à l'origine de turbulences, comme les soudures circulaires, les raccords en T et les raccords en coude; ii) Enbridge n'avait planifié aucune inspection interne de base pour détecter la corrosion interne avant d'inverser le sens d'écoulement de la canalisation. Il a recommandé qu'Enbridge soit tenue de réaliser une étude de référence. Selon cet expert, Enbridge devrait aussi effectuer une inspection interne au moment de l'inversion du sens d'écoulement afin de recueillir des données de base, et une nouvelle inspection interne en 2015 pour faire un suivi.

L'OPLA a demandé que les trois conditions suivantes soient imposées à Enbridge :

- obliger Enbridge à faire une inspection interne complète de la canalisation 9 avant l'inversion du sens de l'écoulement et une autre en 2015, selon la recommandation de son expert-conseil;
- exiger que les résultats de toute inspection interne soient analysés dans le cadre d'une évaluation technique actualisée et que celle-ci soit remise à l'Office et aux intervenants aux fins de vérification avant d'autoriser la mise en service;
- contraindre Enbridge à expédier uniquement du pétrole léger dans la canalisation jusqu'au dépôt d'une évaluation technique à jour prenant en compte les effets éventuels du transport de pétrole brut moyen et lourd. L'OPLA a soutenu que ces produits pouvaient augmenter davantage les risques de corrosion du pipeline.

Elle a proposé les conditions ci-dessus sans nuire à la position préconisée par la PNA sur la détermination de la portée de l'ÉE exigée pour le projet.

### **Ministère de l'Énergie de l'Ontario (MÉO)**

Dans son mémoire présenté en guise de plaidoirie finale, le MÉO a indiqué qu'il fallait s'attendre à ce que le programme de gestion du risque d'Enbridge, les normes existantes en matière de sécurité des pipelines et la surveillance exercée par l'Office pallient les risques inhérents au projet. Selon le ministère, l'exploitation du projet approuvé se fera en respectant les paramètres de conception du pipeline. En réponse aux préoccupations exprimées concernant l'augmentation de la pression dans le pipeline, le MÉO a fait remarquer que la pression d'exploitation après l'inversion sera bien inférieure à la PME utilisée pour les essais hydrostatiques passés.

Selon lui, Enbridge a l'habitude de manutentionner du pétrole brut à forte teneur en soufre sur le tronçon de la canalisation 9 situé entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de NW, et



que les livraisons de pétrole brut sulfureux sur cette canalisation après l'inversion seraient choses courantes. Le MÉO a fait remarquer qu'Enbridge projetait un volume réel de 50 000 b/j après l'inversion, soit un volume très inférieur aux débits passés et aux paramètres de conception.

Selon lui, il est possible d'envisager que la canalisation 9 puisse transporter du pétrole brut lourd, Enbridge ayant indiqué qu'elle autoriserait les expéditeurs à expédier n'importe quel brut conforme aux caractéristiques techniques précisées dans le tarif. Enbridge a aussi mentionné que son analyse technique resterait inchangée si l'on expédiait du pétrole brut moyen ou lourd sur la canalisation 9 et que son PGI couvrirait tout changement de produit. Le MÉO est d'avis que cette démarche peut être raisonnable et acceptable, dans la mesure où l'Office exerce une surveillance réglementaire appropriée.

Pour ce qui est du choix qu'a fait Enbridge concernant le ruban de polyéthylène, le MÉO juge que les programmes de gestion de celle-ci sont satisfaisants.

### **CAEPLA**

La CAEPLA a exprimé des inquiétudes au sujet des problèmes associés aux pipelines recouverts d'un ruban de polyéthylène. Selon elle, le ruban se détache de la conduite et pend, avec comme résultat qu'il s'infiltré de l'humidité entre le ruban et la conduite et que la corrosion se forme sur cette dernière. La CAEPLA a aussi soutenu que le ruban détaché nuit à l'efficacité de la PC, parce qu'il agit comme un isolant au courant électrique qui est censé protéger la conduite de la corrosion. Selon elle, le ruban de polyéthylène semble, dans les faits, accélérer la corrosion de la conduite, ce qui, d'une part, a comme effet de multiplier les excavations de vérification de l'intégrité sur les terres des propriétaires fonciers et, d'autre part, d'accroître les risques et les coûts pour ceux-ci. La CAEPLA a mentionné que la canalisation 9 est l'un des nombreux pipelines construits au Canada dans les années 1960 et 1970 et munis de ce ruban, ce qui pose de graves risques de contamination environnementale des terres agricoles.

### **Madame Louise Lanteigne**

Madame Lanteigne a déclaré que l'approvisionnement en eau du bassin hydrographique de la rivière Grand serait touché si une défaillance ou un rejet survenait et qu'il serait difficile de l'isoler. Elle a décrit les effets qu'aurait une fuite ou une rupture sur les rivières et les aquifères locaux, y compris la rivière Grand, qui forment une voie navigable importante au plan économique et récréatif de par les activités de pêche commerciale, de tourisme, d'observation des oiseaux et de navigation de plaisance qu'on y pratique. Madame Lanteigne a plaidé pour l'établissement de critères obligatoires afin d'analyser plus en profondeur la contamination potentielle des aquifères.

### **Première Nation Aamjiwnaang (PNA)**

La PNA a affirmé s'inquiéter d'un accroissement de la corrosion externe et interne de la canalisation après l'inversion du sens d'écoulement sous l'effet combiné de l'âge et de la conception de la conduite et du volume accru de produits potentiellement plus corrosifs. Elle a aussi mentionné que la principale protection contre la corrosion externe de la conduite était une couche unique de ruban de polyéthylène et qu'il est bien connu que d'autres pipelines munis de

la même protection ont montré une vulnérabilité à la FCST allant de modérée à élevée. La PNA a soutenu qu'il est probable que l'accélération de la corrosion augmentera la fréquence et l'ampleur des déversements, rejets et fuites après l'inversion.

Les préoccupations de la PNA concernant les accidents et les défauts sont présentées plus en détail dans la section 3.0 – Affaires autochtones ci-dessus. Les effets éventuels du projet sur l'environnement, y compris ceux consécutifs à des accidents et à des défaillances durant l'exploitation, sont aussi abordés dans la section 8.0 du rapport d'ÉE.

### *Opinion de l'Office*

Une société qui conçoit, construit, exploite ou cesse d'exploiter un pipeline doit se conformer au RPT-99 de l'Office, aux engagements qu'elle prend durant le processus d'audience de l'Office et aux conditions dont est assortie l'autorisation, le cas échéant. Le RPT-99 renferme des renvois à divers codes et diverses normes techniques, dont la norme CSA Z662. Le demandeur doit s'assurer de respecter la conception, les devis, les programmes et les manuels ainsi que les méthodes, les mesures et les plans qu'il a élaborés et instaurés en conformité avec ces exigences.

Le plus souvent, on définit l'intégrité de la canalisation et des installations en termes de corrosion interne et externe, de fissuration, de dommages mécaniques et de régulation de la pression. La détection des fuites fait partie de la gestion de l'intégrité, car elle constitue le dernier rempart pour signaler la défaillance d'un contrôle adéquat d'un élément de l'intégrité.

L'efficacité d'un PGI se mesure donc en regard de sa capacité à remédier aux problèmes d'intégrité susceptibles de survenir comme suite à l'un ou l'autre de ces facteurs, et d'autres encore, pour prévenir les défaillances liées à l'intégrité.

Dans le cas du projet envisagé, l'intégrité est tributaire de la conception, de l'exploitation passée et de l'environnement opérationnel antérieur de la canalisation. Les paramètres d'exploitation proposés (sens d'écoulement, type de produit et pression d'exploitation), combinés à l'état actuel de l'intégrité du pipeline, peuvent exacerber des problèmes existants ou être à l'origine de nouveaux. Pour l'Office, l'exploitation des pipelines en toute sécurité prime sur toutes les autres considérations. L'Office s'attend à ce que les sociétés qu'il réglemente détectent et gèrent efficacement les problèmes d'intégrité.

Il veille à ce que les sociétés respectent les conditions dont il assortit ses autorisations et les lois en vigueur et cela, à toutes les étapes de la construction et de l'exploitation d'un projet. Il évalue la nécessité de mener des activités de vérification de la conformité précises et juge s'il y a lieu de se rendre sur les lieux pour passer en revue les systèmes de gestion de la société. Quand cela est nécessaire, l'Office peut imposer des mesures à la suite d'une plainte formulée par une partie touchée.

L'Office attend des sociétés qu'il réglemente qu'elles mettent en œuvre des mesures d'atténuation et de prévention pour couvrir tous les risques découlant de dangers et de menaces à l'intégrité des réseaux pipeliniers, à la population et aux travailleurs et à l'environnement. Cela vaut pour les programmes de prévention des dommages. Lors d'un incident, l'Office coordonne

l'intervention d'urgence, surveille les opérations et peut aussi évaluer et faire rapport sur l'incident suite aux opérations de nettoyage. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter le site Web de l'Office, à l'adresse [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca), sous la rubrique *La sécurité* ou le document produit par l'Office intitulé [Protection des Canadiens et de l'environnement : comment l'Office national de l'énergie remplit-il son mandat de surveillance et d'exécution en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement sur les réseaux de pipelines?](#)

### **Autorisation de mise en service**

L'Office rejette la demande d'Enbridge visant à la soustraire à l'application de l'article 47 de la Loi sur l'ONÉ et l'oblige à présenter une demande d'autorisation de mise en service avant de commencer à exploiter les installations dans le sens d'écoulement inversé.

Dans le cas en l'espèce, l'Office ne s'attend pas à ce qu'il soit nécessaire de réaliser de nouveaux essais hydrostatiques sur la conduite existante. L'Office a imposé un certain nombre de conditions, décrites ci-dessous, auxquelles Enbridge devra se conformer avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service. À ce moment, l'Office s'assurera que ces conditions ont été remplies et que le pipeline peut être exploité de façon sûre et sécuritaire.

### **Pression d'exploitation**

Au moment de fixer une PME sécuritaire, l'Office prend en considération les effets existants et éventuels de la corrosion, des fissures, des dommages mécaniques et de la gestion de l'intégrité du pipeline.

Son objectif est de s'assurer que les PME approuvées – reproduites à l'annexe A de l'ordonnance ci-jointe – continueront d'être acceptables après l'inversion du sens d'écoulement. L'Office impose donc la condition 8, qui exige qu'Enbridge, avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service, fasse la preuve que la conduite est apte pour le service à la PME approuvée<sup>2</sup>, laquelle est supérieure à la pression de 3 393 kPa (492 lb/po<sup>2</sup>) utilisée à la section 4.3 de l'évaluation technique d'Enbridge pour déterminer la durée de vie restante de la conduite pour les fissures.

L'Office est d'avis que, quand un pipeline ne peut pas être exploité de façon sécuritaire à sa PME approuvée ou à sa pression existante, une réduction de la pression peut constituer une solution provisoire. À terme, la seule solution consiste à réparer les anomalies qui affectent l'intégrité du pipeline. L'Office a donc imposé la condition 9 exigeant qu'Enbridge répare les anomalies critiques connues à l'intégrité avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service.

### **Corrosion**

L'Office estime que le PGI d'Enbridge, y compris ses méthodes de gestion de la corrosion, devraient permettre de gérer et de protéger adéquatement l'intégrité des installations afin que le transport des produits pétroliers bruts puisse se faire en toute sécurité.

---

<sup>2</sup> La condition 8 utilise la PME autorisée de 5 281 kPa (766 lb/po<sup>2</sup>) pour le terminal de Sarnia.

Enbridge a étudié et évalué la corrosion interne de la canalisation 9 depuis sa construction. D'après l'Office, elle a conservé et amélioré son PGI pour cette canalisation, et a entretenu celle-ci de façon satisfaisante. L'Office prend acte du fait que, depuis la construction de la canalisation 9, Enbridge n'a jamais cessé de recueillir de l'information sur son état. Cette information, ainsi que l'analyse technique réalisée pour évaluer les répercussions sur l'intégrité de l'état de la canalisation et de son exploitation future, rendrait inutile et redondante, selon l'Office, l'exigence proposée de réaliser une étude de référence. L'Office constate qu'Enbridge a déclaré soumettre la canalisation à des raclages périodiques de sorte qu'elle accumule continuellement des données sur son état et sur son rendement, ce que l'unique passage d'un outil pour recueillir des données de base ne réaliserait pas.

L'Office reconnaît qu'Enbridge connaît les problèmes concernant l'utilisation du ruban de polyéthylène et il l'encourage à continuer de surveiller et de corriger la situation dans le cadre de son PGI avant que les zones à problèmes n'entraînent de défaillances.

Il juge aussi que la méthode préconisée par Enbridge pour détecter et atténuer la corrosion interne et la corrosion externe est suffisante pour permettre l'exploitation sécuritaire de la canalisation dans le sens inverse, sous réserve de la condition 13. Celle-ci permettrait de collecter des données plus valables sur la corrosion, les fissures et les autres sources futures et éventuelles de défaillances pour les installations proposées. L'Office est d'accord avec Enbridge que l'exigence d'utiliser un outil à balayage électronique est trop contraignante et supprime donc cette exigence précise de la condition 13. Il estime que les technologies mentionnées dans cette condition sont suffisantes et satisfaisantes. La condition 14 viserait à encourager Enbridge à conserver un plan d'amélioration continue de la canalisation et à renforcer sa capacité future d'exploiter la canalisation de façon sécuritaire. L'Office constate que les paramètres d'exploitation de la canalisation ont changé avec le temps et il estime judicieux d'encourager Enbridge à améliorer l'intégrité de celle-ci.

### **Fissuration**

Selon l'Office, la fissuration, bien davantage que la corrosion ou les dommages mécaniques, représente la principale menace à l'intégrité de la canalisation, en particulier en aval du terminal de Sarnia, en raison de l'inversion de la pression.

Comme mentionné ci-dessus, l'Office accepte sous condition l'affirmation d'Enbridge selon laquelle l'inversion du sens d'écoulement et du profil de pression d'exploitation de la canalisation n'exigent pas que la PME approuvée et indiquée à l'annexe A de l'ordonnance ci-jointe doive être modifiée. L'Office a imposé les conditions 8 et 9, qui devront être remplies avant qu'Enbridge présente une demande de mise en service de la canalisation.

Selon l'Office, le programme de gestion des fissures (qui fait partie du PGI) d'Enbridge devrait permettre de gérer de façon satisfaisante les menaces posées par des défauts causés par des fissures et de juger si le pipeline peut continuer d'être exploité en toute sécurité.

### **Dommages mécaniques**

L'Office est d'avis qu'Enbridge est au fait de l'état de sa canalisation, connaît les dommages existants, possède les outils pour évaluer ces dommages et reste déterminée à prévenir, à corriger et à réparer les dommages mécaniques selon les conditions énoncées dans la norme CSA Z662. Selon l'Office, grâce à son plan de gestion des dommages mécaniques (qui fait partie de son PGI), Enbridge devrait être en mesure de gérer adéquatement les menaces posées par les dommages mécaniques et veiller à ce que l'intégrité de la canalisation soit maintenue.

### **Latéral de la station de pompage de NW au terminal de Westover**

L'Office prend acte que le projet n'inclut pas l'inversion du sens d'écoulement de ce latéral. Il juge satisfaisante la gestion de l'intégrité assurée sur ce tronçon et convient que la modification des conditions d'exploitation résultant du projet n'accroît pas la menace à l'intégrité du latéral.

### **Installations de pompage au terminal de Sarnia, à la station de pompage de NW et au terminal de Westover**

L'Office juge que les installations sont bien gérées et que le risque de rupture est faible.

### **Régulation des surpressions, analyse des sautes de pression et détection des fuites**

L'Office juge acceptable la méthode proposée par Enbridge en guise de protection contre les surpressions et les sautes de pression et pour la détection des fuites, elle-même un prolongement de la méthode préconisée pour l'entretien de la canalisation dans sa configuration antérieure. Il a imposé à Enbridge la condition 10 qui exige qu'elle dépose son manuel du système de détection des fuites (SDF) au moins 60 jours avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service. Ce manuel doit expliquer en détail les politiques et les méthodes d'Enbridge pour détecter les fuites et justifier la conception de ce SDF, en plus de préciser la façon d'utiliser le système et d'intervenir en cas de fuite.

L'Office estime qu'Enbridge reste déterminée à appliquer son PGI et qu'elle est la mieux placée pour connaître l'état de son pipeline et ses méthodes d'exploitation. Il s'attend à ce qu'Enbridge recueille de l'information et tire des enseignements sur l'intégrité des pipelines (comme les recommandations du rapport du NTSB sur la rupture du pipeline au Michigan) et qu'elle les incorpore le plus possible à son programme.

### **Conclusion pour les aspects techniques et l'intégrité**

L'Office reconnaît qu'Enbridge possède une vaste expérience dans le transport sécuritaire de produits comme ceux proposés et dans l'exploitation des installations décrites dans la demande d'autorisation, à l'aide des outils et des méthodes exposés dans ses soumissions faites auprès de l'Office en appui à sa demande.

Selon l'Office, les nouvelles installations et composantes se rattachant au projet respecteront les normes et les exigences de la réglementation en vigueur en ce moment.

L'Office remarque qu'Enbridge envisage de transporter des bruts légers, selon la définition de ceux-ci donnée dans les documents soumis. Le tarif actuel d'Enbridge approuvé par l'Office

pour la canalisation 9 (aux fins de son exploitation en direction ouest, de Montréal, au Québec, à Nanticoke, Sarnia et la frontière internationale près de Chippewa, en Ontario) n'autorise pas le transport de brut lourd. En vertu de ce tarif, Enbridge ne peut transporter et imposer un droit que pour le transport de produits pétroliers légers et moyens, dont la densité et la viscosité sont conformes aux exigences établies. Si, ultérieurement, Enbridge désire transporter du pétrole brut lourd dans la canalisation 9, elle devra s'adresser à l'Office pour faire approuver ce changement en vertu de la Partie IV de la Loi sur l'ONÉ. L'Office accepte la déclaration d'Enbridge selon laquelle elle ne transportera pas de produits dont le transport ne pourra être fait en toute sécurité. Toutefois, lors d'un examen du tarif en application de la Partie IV, l'Office passerait en revue les caractéristiques techniques relatives à la qualité, y compris la température, énoncées dans le tarif.

L'Office rappelle à Enbridge que les engagements pris dans sa demande, dans les documents déposés ultérieurement et durant l'instance OH-005-2011 ainsi que les exigences contenues dans les conditions d'approbation et la réglementation sont exécutoires. L'Office juge, compte tenu des motifs évoqués ci-dessus, qu'Enbridge a mis en place des plans acceptables pour détecter les problèmes d'intégrité et les gérer de façon sécuritaire et efficace afin de protéger l'intégrité de ce pipeline.

## Décision

Ayant examiné et soupesé tous les éléments de preuve produits, l'Office juge le projet dans l'intérêt public et autorise sa réalisation.

L'Office soustrait Enbridge à l'application des dispositions de l'alinéa 30(1)a) et de l'article 31 de la Loi sur l'ONÉ. Comme cela a déjà été expliqué dans la présente lettre de décision, l'Office ne soustrait pas Enbridge à l'application des dispositions de l'article 47 de la Loi sur l'ONÉ. Il ordonne à Enbridge de présenter une demande d'autorisation de mise en service avant de commencer à exploiter le pipeline dans le sens inverse d'écoulement.

En se fondant sur les motifs indiqués dans la présente, qui comprend le rapport d'ÉE l'accompagnant, l'Office acquiesce à la demande d'Enbridge, sous réserve des conditions énoncées dans l'ordonnance XO-E101-010-2012 jointe à l'annexe II de la présente lettre de décision.



R. George

Membre président l'audience



G.A. Habib

Membre



L. Mercier

Membre

Calgary (Alberta)

Juillet 2012